

引用格式:杨兵,张泰来,李佳,等.新型两性非离子型泡排剂在下古气藏的试验与应用[J].油气藏评价与开发,2022,12(2):329-336.

YANG Bing, ZHANG Tailai, LI Jia, et al. Test and application of new amphoteric-nonionic foaming agents in Lower Palaeozoic gas reservoir[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(2): 329-336.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2022.02.008

新型两性非离子型泡排剂在下古气藏的试验与应用

杨兵¹,张泰来¹,李佳²,赵建军¹,王成锋¹

(1.中国石化华北油气分公司采气一厂,陕西榆林719000;

2.中国石化华北油气分公司采油气工程服务中心,山西晋中030600)

摘要:大牛地气田下古气藏地层水矿化度高、呈偏酸性,多采用井下节流工艺,导致气田广泛使用的两性泡排剂起泡、稳泡性能差,无法满足高效、低成本排水采气的需求。国内外虽已形成几十种泡排剂,但针对大牛地气田下古气藏特性研制的泡排剂未见报道。针对下古气藏流体和工艺特点,考虑高矿化度地层水的影响、对pH的敏感度及泡沫通过节流器时的稳定性等因素,构建一种以磺化AEO₃(椰油醇聚氧乙烯(3)醚)与月桂酰胺丙基磷酸甜菜碱为主剂、椰子油脂肪酸单乙醇酰胺为助泡剂、油患子精华素为稳泡剂的新型两性非离子复合型泡排剂。室内评价表明,两性非离子复合型泡排剂在高矿化度、酸性环境下具有较强的起泡、稳泡、二次起泡和携液能力;现场试验应用后,气井排液能力提升、油套压差降低、产气量增加,应用效果和经济效益前景良好。两性非离子复合型泡排剂填补了大牛地气田下古气藏泡排剂的空缺,可改善下古气藏气井携液不足的技术难题,具有推广应用价值。

关键词:大牛地气田;下古气藏;两性非离子复合型泡排剂;抗矿化度;二次起泡

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Test and application of new amphoteric-nonionic foaming agents in Lower Palaeozoic gas reservoir

YANG Bing¹, ZHANG Tailai¹, LI Jia², ZHAO Jianjun¹, WANG Chengfeng¹

(1. No.1 Gas Production Plant, Sinopec North China Oil and Gas Company, Yulin, Shaanxi 719000, China;

2. Hydrocarbon Production Engineering Service Center, Sinopec North China Oil and Gas Company, Jinzhong, Shanxi 030600, China)

Abstract: The formation water of Lower Palaeozoic gas reservoir in Daniudi Gas Field is high-salinity and acidity, and downhole throttling technology is mostly used. Thus, the amphoteric foaming agents widely used in gas fields has poor foaming and foam stabilization performance, and this cannot meet the demand for high-efficiency and low-cost drainage gas recovery. Although dozens of foaming agents have been formed internationally, there is no reports about foaming agents developed for the characteristics of Lower Palaeozoic reservoir of Daniudi Gas Field. Considering the fluid and process characteristics of Lower Palaeozoic reservoir, and the influence of high-salinity formation water, the sensitivity to pH and the stability of foam passing through the choke, to construct a new type amphoteric-nonionic compound foaming agent with sulfonated AEO₃ and lauramide propyl phosphobetaine as the main agent, coconut oil fatty acid monoethanolamide as the foaming aid, and sapindus extract as the foam stabilizer. The indoor evaluation shows that the amphoteric-nonionic composite foaming agent has strong foaming, stabilizing-foam, secondary foaming and liquid-carrying ability under high-salinity and acidic; after the field test application, the well drainage capacity improved, the pressure difference with tubing to casing decreased, and the gas production increased. It is shown that its application effect and economic benefits prospects are good. The amphoteric-nonionic composite foaming agent fills the void of the foaming agent for Lower Palaeozoic gas reservoir in Daniudi Gas Field, improving the technical problems of insufficient liquid-carrying, and has the value of popularization and application.

Keywords: Daniudi Gas Field; Lower Palaeozoic gas reservoir; amphoteric-nonionic compound foaming agent; anti-mineralization; secondary foaming

收稿日期:2021-09-28。

第一作者简介:杨兵(1995—),男,硕士,助理工程师,从事排水采气工艺研究及现场应用工作。地址:内蒙古自治区鄂尔多斯市乌审旗图克镇中国石化华北油气分公司采气一厂采气管理一区,邮政编码:017318。E-mail:837838319@qq.com

大牛地气田近几年产气量存在下降迹象^[1]。储铭汇^[2]、唐明远^[3]等学者表明下古气藏储量丰富,是气田稳产的重要接替阵地^[4]。随着下古气藏的开发,气井压力、产量逐渐降低,需要泡排辅助排液生产。但下古气藏无配套泡排剂,仍大规模延用上古气藏的两性泡排剂^[5]。生产实际表明,两性泡排剂不适用于下古气藏,存在抗酸和矿化度性能差、通过节流气嘴后液态不稳定、滑脱严重、带液能力弱等问题。原因在于两者存在明显差异,据覃伟等学者认为,上古气藏地层水矿化度分布在14~79 g/L^[6],而下古气藏地层水矿化度高达150~260 g/L,同时下古气藏还具有含少量H₂S和CO₂酸性气体、多采用井下节流工艺的特征^[7],见表1。

泡排剂的研究可追溯到20世纪初,但前期的泡排剂只有起泡功能^[8]。随后HASAN^[9]、JELINEK^[10]等学者以及Rhone-Poulenc^[11]、Champion^[12]等公司尝试在泡排剂中加入缓蚀剂、咪唑啉等药剂以提供抗油、抗高温以及和地层配伍等能力。国内泡排剂研究起步较晚,于1980年在四川气田率先用空泡剂和油患子作为起泡剂应用^[13]。21世纪以后,泡排剂由于使用简单、投资小等优点使越来越多油气田对其开展研究。目前国内外已形成几十种泡排剂,常用种类包括两性表面活性剂^[14]、聚合物类表面活性剂^[15]、阴离子表面活性剂^[16]、季铵盐阳离子表面活性剂^[17]等。但针对大牛地气田下古气藏特性研制的泡排剂还未见报道。

考虑泡排剂受高矿化度地层水的影响、对pH的敏感度及泡沫通过节流器时的稳定性等因素,构建一种以磺化AEO₃与月桂酰胺丙基磷酸甜菜碱为主剂、椰子油脂肪酸单乙醇酰胺为助泡剂、油患子精华素为稳泡剂的新型两性非离子复合型泡排剂,并对其开展室内评价和现场应用试验。研究结果表明,

磺化AEO₃、月桂酰胺丙基磷酸甜菜碱可增强泡排剂的抗矿化度和抗酸能力,椰子油脂肪酸单乙醇酰胺和油患子精华素可增强泡沫的稳定性。新型两性非离子复合型泡排剂能够改善大牛地气田下古气藏开发井的排液效果,达到改善携液能力、降低油套压差、提高产气量目的。

1 泡沫排水采气工艺

1.1 工艺原理

泡沫排水采气工艺指将泡排剂注入到携液能力不足的气井井底,借助于天然气气流的搅动,使之与井底积液充分接触,减小液体表面张力,产生大量较稳定的含水泡沫^[18-19](图1)。泡沫排水工艺可减少液体滑脱量,使气液混合物密度大大降低,大幅度降低井筒内摩阻损失和井内重力梯度,提高气井携液

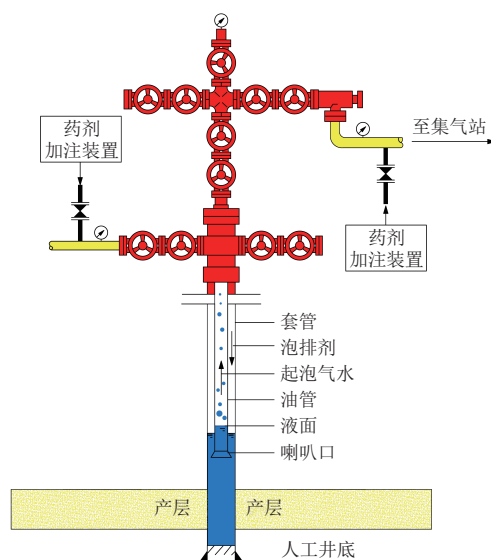


图1 泡沫排水采气工艺技术流程

Fig. 1 Flow chart of foam drainage gas recovery technology

表1 大牛地气田地层水性质及工艺差异

Table 1 Formation water properties and process differences in Daniudi Gas Field

气藏	地层水性质							pH	水型	节流工艺
	K ⁺ +Na ⁺ (mg/L)	Ca ²⁺ (mg/L)	Mg ²⁺ (mg/L)	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	HCO ₃ ⁻ (mg/L)	Cl ⁻ (mg/L)	矿化度 (g/L)			
上古	4 147~14 435	1 236~13 721	66~1 028	0~291	223~1 023	7 621~52 678	14~79	6.0~6.2	CaCl ₂	站内节流
下古	10 752~16 652	40 409~59 088	7 447~8 999	2 266~2 675	590~876	88 147~155 201	150~260	4.8~5.4	CaCl ₂	井下节流

能力,充分利用地层自身能量实现举升,具有操作方便、成本低、单位排液量大、地面及环境条件要求低、见效快等特点^[20-21]。

1.2 大牛地气田应用概况

据2021年大牛地气田开发研究所对采气工艺的统计,气田约83.29%的生产井采用泡沫排水,下古气井中约62.5%。气田使用泡排剂类型15种,主要为非离子型泡排剂、阴离子表面活性剂与非离子表面活性剂复配的两性泡排剂2类,采用套管泵注、油管泵注、小环空泵注、站内伴注和油管投送等方式对气井进行连续或周期性加注,单井加注量分布在1~32 L,日消耗量超过2 700 L。自2019年大牛地气田开展下古气藏先导性试验以来,下古气藏延用上古使用的两性泡排剂,泡排成功率不足70%。

2 新型泡排剂基础体系组成

新型泡排剂是一种两性非离子复合型表面活性剂,以磺化AEO₃与月桂酰胺丙基磷酸甜菜碱为主剂,以椰子脂肪酸单乙醇酰胺为助泡剂,以油患子精华素为稳泡剂,其中磺化AEO₃ 55%、月桂酰胺丙基磷酸甜菜碱25%、椰子脂肪酸单乙醇酰胺8%、油患子精华素7%、其余为水。磺化AEO₃拥有非离子表面活性剂特性,在高矿化度条件下具有较好适应性,可降低活性剂在地层水中的“临界溶解温度”、稳定活性剂在高矿化度地层水中的起泡、携液能力^[22];月桂酰胺丙基磷酸甜菜碱拥有两性表面活性剂特性,对地层水pH值不敏感,而且在低pH值条件下具有较强的起泡、携液能力^[23]。同时,下古气藏含硫气井地层水体系中不仅矿化度高、pH值低,还存在凝析油、甲醇和缓蚀剂等物质对泡排剂的干扰,因此引入椰子脂肪酸单乙醇酰胺为助泡剂、引入油患子精华素为稳泡剂。其中,椰子脂肪酸单乙醇酰胺能够控制气泡液膜的结构稳定性,使表面活性剂分子在气泡的液膜有秩序分布,赋予泡沫良好的弹性和自修复能力^[24];油患子精华素是在分子油患子、皂角植物精华素分子链上嵌入双烷基链二羧酸钠阴离子基团后的一种产物,其分子有两个带负

电荷的亲水基团,二者产生一个负电荷增强重叠区,较高的电荷密度将大大的增大分子间的吸引力,从而产生很大的溶解作用,使得界面膜中定向排列的分子层结合得十分紧密,膜强度大大增强,泡沫难以破裂^[25]。

3 新型泡排剂性能室内评价

3.1 泡排剂性能测试

3.1.1 测试方法

泡排剂性能评价方法较多,包括罗氏泡沫法、搅拌法、震荡法、气流法等,其中罗氏泡沫法和气流法与气井实际泡排剂加注、排液方式最为相似,主要依据有国家标准《表面活性剂洗涤剂试验方法:GB/T 13173—2008》,行业标准《排水采气用起泡剂CT5-2:SY/T 5761—1995》与《泡沫排水采气用起泡剂评价方法:SY/T 6465—2000》^[26-27]。采用罗氏泡沫法和气流法,依据国家标准《表面活性剂—洗涤剂试验方法:GB/T 13173—2008》,测试新型两性非离子复合型泡排剂(以下统称为新型泡排剂)性能。测试装置见图2,其中罗氏泡沫仪精度±1 mm,携液仪携液量采用500 mL量筒测量,精度±5 mL。

1) 不同矿化度条件下的性能测试

①利用蒸馏水、氯化钙和氯化钠分别配置矿化度为50、100、150、200、250、300 g/L的水样;②称取适量新型泡排剂,分别利用各矿化度水样和盐酸配置泡排剂质量分数为3%,pH为5的液样;③将液样置于恒温水浴中加热至(70±1)°C备用;④用恒温水浴



图2 测试装置

Fig. 2 Test device

预热罗氏泡沫仪并恒温在 $(70\pm 1)^\circ\text{C}$,用200 mL移液管移取50 mL液样沿罗氏泡沫仪管壁放下冲洗管壁,待冲洗液流完后关闭罗氏泡沫仪下端阀门,然后移取50 mL液样沿罗氏泡沫仪管壁放下,在底部形成液面后,用移液管移取200 mL液样置于罗氏泡沫仪上端中心位置,对准液面垂直放下,待液样放完后立即记下罗氏泡沫仪内泡沫上升的高度;⑤记录5 min后泡沫高度;⑥用恒温水浴预热携液仪并恒温在 $(70\pm 1)^\circ\text{C}$,倒入携液仪中400 mL液样,打开充气泵,充入8 L/min的气体使溶液起泡,用集液器收集带出的液体,待无泡沫带出时,量取带出液体体积、计算携液率(携液率=携液量/液样总体积 $\times 100\%$);⑦重复步骤④至⑥分别测试不同液样的起泡、稳泡和携液性能。

2) 不同酸性条件下的性能测试

①利用蒸馏水、氯化钙和氯化钠配置250 g/L的矿化度水样;②称取适量新型泡排剂,利用250 g/L的矿化度水样和盐酸分别配置泡排剂质量分数为3%,pH值为1、3、5、7的液样;步骤③至⑦和不同矿化度条件下的性能测试步骤一致。

3) 二次起泡能力测试

①利用蒸馏水、氯化钙和氯化钠配置250 g/L的矿化度水样;②称取适量新型泡排剂和两性泡排剂,利用250 g/L的矿化度水样和盐酸分别配置泡排剂质量分数为3%、pH值为5的新型泡排剂液样和两性泡排剂液样;③开启计量泵,将液样泵入直井演示仪后,开启充气泵,通入16 L/min的气体使溶液起泡,用集液器收集带出的液体,待无泡沫带出时,量取带出液体的体积、计算携液率;④开启计量泵,将液样泵入井下节流器演示装置中,开启充气泵,通入16 L/min的气体使溶液起泡,用集液器收集带出的液体,待无泡沫带出时,量取带出液体的体积、计算携液率;⑤重复步骤③、④分别测试新型泡排剂液样和两性泡排剂液样的携液能力,对比分析各液样在通过节流装置后的二次起泡能力。

3.1.2 测试结果

1) 高矿化度对泡排剂性能的影响

在 70°C 、药剂质量分数3%、pH值为5的条件下,不同矿化度对新型泡排剂的性能影响测试结果

见表2。新型泡排剂初始起泡高度大于150 mm,5 min稳泡高度大于初始起泡高度的94%,携液率大于83%。随着矿化度的升高,液样的起泡高度、稳泡高度和携液率基本稳定,表明新型泡排剂具有较强的抗矿化度能力,在下古气藏地层水矿化度条件下(150~260 g/L)具有稳定的发泡和稳泡性。

2) 酸性条件对泡排剂性能的影响

在 70°C 、药剂质量分数3%、矿化度250 g/L的条件下,不同pH值对新型泡排剂的性能影响测试结果见表3。当pH值介于3~7时,泡排剂的起泡高度、稳泡高度和携液率稳定,初始起泡高度降幅小于

表2 新型泡排剂抗矿化度能力测试数据

Table2 Test data of anti-salinity ability of the new type foaming agents

pH	矿化度 (g/L)	起泡高度 (mm)	稳泡高度 (mm)	携液量 (mL)	样液总体积 (mL)	携液率 (%)
5	50	158	155	345	400	86.3
	100	154	148	346	400	86.5
	150	157	150	342	400	85.5
	200	156	150	345	400	86.3
	250	155	150	343	400	85.8
	300	153	145	335	400	83.8

表3 新型泡排剂抗酸能力测试数据

Table3 Test data of anti-acid ability of the new type foaming agents

矿化度 (g/L)	pH	起泡高度 (mm)	稳泡高度 (mm)	携液量 (mL)	样液总体积 (mL)	携液率 (%)
250	7	160	155	355	400	88.8
	5	155	150	343	400	85.8
	3	142	138	320	400	80.0
	1	108	78	232	400	58.0

表4 两性和新型泡排剂二次起泡对比

Table4 Comparison of secondary foaming between conventional and the new type foaming agents

泡排剂	演示装置	携液量 (mL)	样液总体积 (mL)	携液率 (%)
两性泡排剂	直井演示装置	785	1 000	78.5
	井下节流器演示装置	390	1 000	39.0
新型泡排剂	直井演示装置	845	1 000	84.5
	井下节流器演示装置	805	1 000	80.5

10%,5 min 稳泡高度大于初始起泡高度的96%,携液率降幅小于7%。当pH值低于3时,起泡高度、稳泡高度和携液率明显下降。表3表明,随着酸性增强,新型泡排剂的起泡、稳泡和携液能力在逐渐降低,在酸性较弱($3 < \text{pH} < 7$)时,泡排剂性能受影响较小,具有较强抗酸能力,在地层水酸性条件($4.8 < \text{pH} < 5.3$)下具有稳定的发泡和稳泡性。

3) 节流对泡排剂性能的影响

在70℃、药剂质量分数3%、矿化度250 g/L、pH值为5的条件下,新型泡排剂和两性泡排剂的二次起泡能力测试结果见表4。两性泡排剂在直井演示装置中起泡快、稳定带液,携液率78.5%;在井下节流演示装置中带液状态不稳定、滑脱严重,携液率仅为39.0%,和直井演示装置相比,携液能力明显下降。新型泡排剂在直井演示装置中起泡快、稳定带液,携液率84.5%,具有比两性泡排剂更优秀的携液能力;同时,在井下节流器演示装置中带液状态仍比较稳定,携液率为80.5%,和直井演示装置相比,携液能力无明显下降。结果表明,新型泡排剂携液能力受节流装置影响小,具有较强二次起泡能力。

3.2 配伍性评价

泡排剂的配伍性评价十分必要,气井加注泡排剂后,若泡排剂与地层水或气井使用的其他药剂发生反应,或在高温条件下发生性质改变,极有可能引起井下堵塞。在新型泡排剂配伍性评价中,选取前期开发中加注过其他防堵、缓蚀、除硫等药剂的下古气藏井地层水样。同时,考虑到井底积液不可能完全带出,残留井筒积液中泡排剂质量分数相对较高,因此,在评价中将药剂质量分数适当提高,以考察高质量分数条件下新型泡排剂和地层水的配伍性。

首先称取2 g新型泡排剂于广口瓶中,加入地层水样200 mL,得到药剂质量分数为10%的液样,观察其状态。然后将液样放入烘箱中,在70℃条件下,静置恒温4 h后取出观察其状态。实验照片见图3,地层水样在恒温前后均为淡黄色透明液体。将泡排剂加入水样后,药剂溶解于水样中,无沉淀产生,无分层现象,有良好流动性。70℃静置恒温4 h后,液样未分层,无沉淀产生,仍具有良好流动性。测试表明,新型泡排剂与下古气藏地层水样有良好配伍性。

4 现场应用试验

4.1 选井概况

为验证新型泡排剂实际效果,从生产层位、带液能力、井身结构和计量状况4方面,选取4口井开展现场应用试验。选取原则如下:①生产层位为下古气藏马家沟组;②气井因携液能力不足、井筒积液的原因生产不稳定,日常需要开展泡沫排水、降压带液、气举、环空激动等助排措施;③井身结构完好,且井下无异物、油套管连通性好;④气井可单独计量和收集液样,准确反映试验期间生产情况,以便调整加注制度。其中,A井前期采用酸化压裂施工,生产层位为马家沟组马五层,采用井下节流工艺,节流器气嘴3 mm,硫化氢质量分数152~759 mg/m³,投产后使用上古气藏常用泡排剂9种,以1:10的药水比例连续加注,单次加注量5 L。现场收集地层水样矿化度略高于20 000 mg/L,pH 5.32。试验前一周,A井平均油压1.43 MPa,平均套压5.80 MPa,日产气量2 109 m³,日产水量0.43 m³。

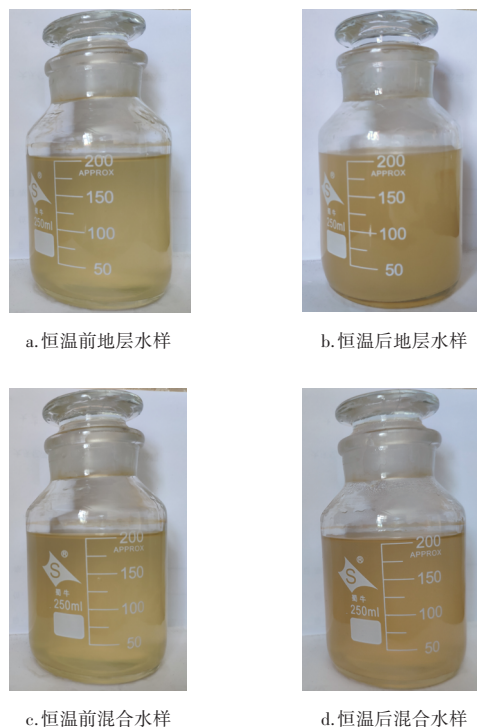


图3 液样照片

Fig. 3 Liquid sample photos

4.2 试验效果

整个现场应用试验分为试验前、试验中和试验后3个阶段。试验中阶段包括强排积液、调整制度和稳定生产3个环节,期间注新型泡排剂,共开展28 d。试验开展期间A井生产情况见图4。图4表明,试验前A井产气、产液呈明显下降趋势,在5月16日至17日产气低于1 000 m³/d,井筒内积液严重,处于水淹状态。试验中首先以1:6的药水比例连注新型泡排剂3 d共15 L,强排积液,随后分别尝试1:6和1:10注5 L泡排剂观察气井产量,最终稳定生产期间泡排剂制度为每日以1:10的药水比例注5 L泡排剂。

A井在试验前后生产数据见表5,试验稳定生产期间相比实验前一周,A井的平均产气量增加1 087 m³/d,增幅51.54%,平均产液量增加0.51 m³/d,增幅118.60%,平均油压降低0.05 MPa,降幅3.50%,平均套压降低0.17 MPa,降幅2.93%,平均油套压差降低0.12 MPa,降幅2.75%。图4和表5说明,A井在更换新型泡排剂后,排液和产气能力得到明显改善,且产液和产气基本趋于稳定。原因在于井筒积液在开

表5 A井试验前后生产数据
Table 5 Production data table of Well-A before and after the test

对比项目	试验前	试验稳定期间	试验后
	5月11日—5月17日	5月28日—6月14日	6月15日—6月21日
泡排剂	两性泡排剂	新型泡排剂	两性泡排剂
加注周期	每天一次	每天一次	每天一次
加注量(L)	5	5	5
药水比例	1:10	1:10	1:10
产气量(m ³ /d)	<u>532 ~ 3 286</u> 2 109	<u>2 509 ~ 3 937</u> 3 196	<u>2 793 ~ 3 408</u> 3 017
产液量(m ³ /d)	<u>0.21 ~ 0.68</u> 0.43	<u>0.57 ~ 1.85</u> 0.94	<u>0.33 ~ 0.66</u> 0.44
油压(MPa)	<u>1.00 ~ 1.80</u> 1.43	<u>1.03 ~ 2.347</u> 1.38	<u>1.20 ~ 1.90</u> 1.63
套压(MPa)	<u>5.60 ~ 6.10</u> 5.80	<u>5.50 ~ 5.80</u> 5.63	<u>5.72 ~ 5.90</u> 5.86
油套压差(MPa)	<u>3.80 ~ 5.06</u> 4.37	<u>3.03 ~ 4.55</u> 4.25	<u>4.00 ~ 4.70</u> 4.23

注:产气量、产液量、油压、套压、油套压差数据格式为 $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值}}$ 。

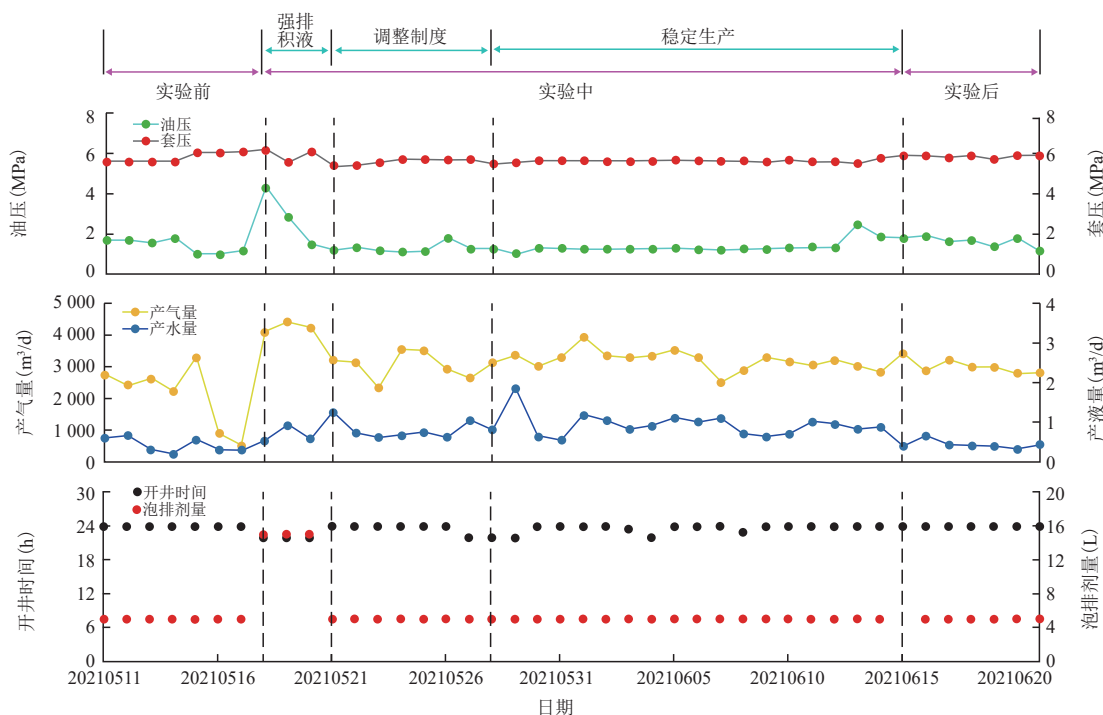


图4 试验开展期间A井生产情况
Fig. 4 Production of Well-A during trial period

关井、井筒回压、岩石润湿性以及微孔隙毛管力等作用方式下会对储层的微毛管孔道产生反渗透效应,形成反渗透水锁,堵塞气体渗流的通道,降低气体有效渗透率,加剧对储层的伤害^[28]。相比之前使用的两性泡排剂,新型两性非离子复合型泡排剂更适用于下古气藏,气井排液能力提高,井筒积液减少,因此,气井的产气量、油套压差等生产指标得到改善。进一步将新型泡排剂按相同制度应用在其他3口井中,平均日产气量分别增加1 031、1 095、991 m³,日产液量分别增加0.33、0.41、0.14 m³,油套压差分别降低3.1%、13.1%、2.7%,均取得了良好的效果。

4.3 经济效益评价

相比之前使用的两性泡排剂,应用新型泡排剂的成本变化主要是药剂成本,约增加2 500元/t。按照试验井的泡排制度和增产效果,每日注5 L泡排剂量,日增产气量约1 000 m³,每吨新型泡排剂可增产天然气20×10⁴ m³。按照1~6月天然气平均价格1.33元/m³计算,除去每吨新型泡排剂增加的2 500元药剂成本,应用新型泡排剂单井增效可达26.4×10⁴元/t。

5 结论

采用磺化AEO₃与月桂酰胺丙基磷酸甜菜碱为主剂、椰子油脂肪酸单乙醇酰胺为助泡剂、油患子精华素为稳泡剂,构建一款新型两性非离子复合型泡排剂,并对其开展不同条件下的起泡、稳泡和携液能力室内评价,与下古气藏地层水的配伍性研究,以及现场应用试验。新型泡排剂室内评价和现场应用效果良好,填补了大牛地气田下古气藏泡排剂的空缺,并得到以下结论:

1) 磺化AEO₃、月桂酰胺丙基磷酸甜菜碱可增强泡排剂的抗矿化度和抗酸能力,椰子油脂肪酸单乙醇酰胺和油患子精华素可增强泡沫的稳定性,因此新型两性非离子复合型泡排剂具有较强的抗矿化度、抗酸和二次起泡能力。在矿化度小于300 g/L、pH介于3~7的条件下,新型两性非离子复合型泡排剂性能稳定。

2) 相比之前使用的两性泡排剂,新型两性非离子复合型泡排剂更适用于大牛地气田下古气藏,可

有效提高气井排液能力,减弱井筒积液对储层的伤害程度,达到降低油套压差、提高产气量、改善气井生产状况的目的。

3) 新型两性非离子复合型泡排剂在大牛地气田下古气藏中具有广阔的经济效益前景。按照试验井的应用效果和1~6月的天然气平均价格1.33元/m³,应用新型两性非离子复合型泡排剂单井增效可达26.4×10⁴元/t,可进一步推广应用。

4) 在与大牛地气田类似水性的气田中,新型两性非离子复合型泡排剂具有推广应用价值。

参考文献

- [1] 王传磊.大牛地气田增压集输工艺技术研究[D].东营:中国石油大学(华东),2014.
WANG Chuanlei. Research on the technology of supercharged gathering and transportation progress in Daniudi Gas Field[D]. Dongying: China University of Petroleum (East China), 2014.
- [2] 储铭汇.致密碳酸盐岩储层复合缝网酸压技术研究及矿场实践——以大牛地气田下古生界马五₅碳酸盐岩储层为例[J].石油钻采工艺,2017,39(2):237-243.
CHU Minghui. Study on composite fracture-network acid fracturing technology for tight carbonate reservoirs and its field application: A case study on Mawu5 carbonate reservoir of Lower Paleozoic in Daniudi Gasfield[J]. Oil Drilling and Production Technology, 2017, 39(2): 237-243.
- [3] 唐明远.大牛地气田奥陶系风化壳马五₅亚段储层特征研究[D].成都:西南石油大学,2017.
TANG Mingyuan. Study on the formation characteristics of the weathered Ma5 layer of Ordovician system in Daniudi Gas Field [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [4] 王海坤,马献珍,李刘宝,等.南北并进,直指千万吨! [J].中国石油石化,2021,24(12):48-49.
WANG Haikun, MA Xianzhen, LI Liubao, et al. North and South go hand in hand, pointing to ten million tons! [J]. China Petroleum and Petrochemical, 2021(12): 48-49.
- [5] 陈克全.大牛地气田水平井生产制度与采气工艺研究[D].东营:中国石油大学(华东),2016.
CHEN Kequan. Research on the production system and the gas production process of the horizontal well in the Daniudi Gas Field[D]. Dongying: China University of Petroleum (East China), 2016.
- [6] 覃伟,李仲东,郑振恒,等.鄂尔多斯盆地大牛地气田地层水特征及成因分析[J].岩性油气藏,2011,23(5):115-120.
QIN Wei, LI Zhongdong, ZHENG Zhenheng, et al. Characteristics and genesis of formation water in Daniudi Gas Field, Ordos Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23(5): 115-120.
- [7] 魏凯.大牛地气田下古生界含硫气井清防垢剂的研制[J].天然气技术与经济,2021,15(2):21-26.

- WEI Kai. Developing scale removing and inhibiting agent for the Lower Paleozoic sour gas wells, Daniudi gasfield[J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 2021, 15(2): 21-26.
- [8] BLUESTEIN R, HITTON L. Amphoteric surfactants[M]. New York: Marcel Dekker, 1982.
- [9] HASAN A R, KABIR C S. A study of multiphase flow behavior in vertical wells[J]. *SPE Production Engineering*, 1988, 3(2): 263-272.
- [10] JELINEK W, SCHRAMM L L. Improved production from mature gas wells by introducing surfactants into wells[C]// Paper IPTC-11028-MS presented at the International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, November 2005.
- [11] DINO D J, HOMACK A. Use of high purity imidazoline based amphoacetate surfactant as foaming went in oil wells: EP96912193.8[P]. 2001-07-18.
- [12] PRICE B P, GOTHARD B. Foam assisted lift—importance of selection and application[C]// Paper SPE-106465-MS presented at the Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, U.S.A., March 2007.
- [13] 彭年穗.气井泡沫排液中的起泡剂[J]. *油田化学*, 1989, 6(1): 84-89.
PENG Nianhui. The foaming agents for removing water from gas wells[J]. *Oilfield Chemistry*, 1989, 6(1): 84-89.
- [14] JING Y. High performance foams for unloading gas well: US7422064[P]. 2007-03-05.
- [15] KOCZO K, TSELINIK O, FALK B, et al. Aqueous foaming compositions with high tolerance to hydrocarbons: US8524641 [P]. 2013-09-03.
- [16] ZIKA H T. Surfactant composition: US3746096[P]. 1973-07-17.
- [17] NGUYEN D T, HUANG F. Quaternary foamers for downhole injection: US8746341[P]. 2014-06-10.
- [18] TURNER R G, HUBBARD M G, DUKLER A E. Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells[J]. *Journal of Taiyuan University of Technology*, 1969, 21(11): 1475-1482.
- [19] LEA J F, NICKENS H V. Solving gas-well liquid-loading problems[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 2004, 56(4): 30-36.
- [20] 张成斌,米伟伟,井文超,等.延安气田排水采气工艺实践[J]. *天然气勘探与开发*, 2019, 42(4): 121-126.
ZHANG Chengbin, MI Weiwei, JING Wenchao, et al. Practice on drainage gas recovery used in Yan'an gasfield[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2019, 42(4): 121-126.
- [21] 周际永,伊向艺,卢渊.国内外排水采气工艺综述[J]. *太原理工大学学报*, 2005(S1): 44-45.
ZHOU Jiyong, YI Xiangyi, LU Yuan. Summary of domestic and foreign drainage gas recovery technology[J]. *Journal of Taiyuan University of Technology*, 2005(S1): 44-45.
- [22] 徐慧芬.L-抗坏血酸硬脂酸酯的酶法制备新工艺及表面活性性质研究[D].无锡:江南大学,2016.
XU Hui fen. L-ascorbyl stearate: The novel enzymatic process to prepare it and its colloid properties[D]. Wuxi: Jiangnan University, 2016.
- [23] 王钰璠,谢荣锦.椰油酸单乙醇酰胺的合成与应用[J]. *精细石油化工进展*, 2002, 3(5): 1-4.
WANG Yufan, XIE Rongjin. Synthesis and application of coconut fatty acid monoethanolamide[J]. *Advances in Fine Petrochemicals*, 2002, 3(5): 1-4.
- [24] LYU Z G, WANG L, DENG S F, et al. China shale gas exploration: early Sichuan Basin Longmaxi Shale Gas stimulation and completion case study[C]// paper SPE-166746-MS presented at the SPE Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, 7-9 October 2013, Dubai, UAE.
- [25] 刘慧.高温高压条件下泡排剂评价方法[J]. *实验室研究与探索*, 2020, 39(7): 24-27.
LIU Hui. Research on evaluation methods of foaming agent under high temperature and high pressure[J]. *Research and Exploration in Laboratory*, 2020, 39(7): 24-27.
- [26] 刘佩.神木气田耐油耐盐泡排剂的研制及性能评价[D].西安:陕西科技大学,2019.
LIU Pei. Development and performance evaluation of oil-resistant and salt-tolerant foam drainage agent in Shenmu Gas Field[D]. Xi'an: Shaanxi University of Science and Technology, 2019.
- [27] ARRIETA V V, TORRALBA A O, HERNANDEZ P C, et al. Case history: Lessons learned from retrieval of coiled tubing stuck by massive hydrate plug when well testing in an ultra-deepwater gas well in Mexico[J]. *SPE Production and Operations*, 2011, 26(4): 337-342.
- [28] 田巍,杜利,王明,等.井筒积液对储层伤害及产能的影响[J]. *特种油气藏*, 2016, 23(2): 124-127.
TIAN Wei, DU Li, WANG Ming, et al. Effect of liquid loading on reservoir and productivity[J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2016, 23(2): 124-127.

(编辑 尹淑容)

更正:

1. 2022年第一期第241页图8a、8b两个图的纵坐标名称应该是海拔,不是深度。

2. 2022年第一期第242页图9应在图名后标注参考文献18,而不是仅在图9c下面标注引用。参考文献18为耳闻等(2015)。